



Division de Lyon

DEP- DSNR Lyon- 0091-2007

Paris, le 21 février 2007

Affaire suivie par : Benoît ZERGER

Tél : 04.37.91.43.80

Fax : 04.37.91.28.04

Mel : benoit.zerger@asn.fr

Monsieur le directeur
CNPE de Belleville-sur-Loire
BP 11
18420 LERE

Objet : Inspection d'EDF / CNPE de Belleville-sur-Loire
Identifiant de l'inspection : *INS-2006-EDFBEL-0014*
Thème : traitement des écarts et contrôle de second niveau

Réf. : 1/ Décret n° 63-1228 du 11 décembre 1963
2/ Loi n°2006-686 du 13 juin 2006

Monsieur le directeur,

Dans le cadre de ses attributions, l'Autorité de sûreté nucléaire (ASN) a procédé à une inspection de revue de votre établissement du 4 au 8 décembre 2006 sur le thème « traitement des écarts et contrôle de deuxième niveau ».

Suite aux constatations faites à cette occasion par les inspecteurs, j'ai l'honneur de vous communiquer ci-dessous la synthèse de l'inspection ainsi que les principales demandes et observations qui en résultent.

Synthèse de l'inspection

L'Autorité de sûreté nucléaire (ASN) a mené, du 4 au 8 décembre 2006, une inspection de revue sur le CNPE de Belleville-sur-Loire sur le thème du traitement des écarts et du contrôle de second niveau.

Une inspection de revue permet de procéder à un examen plus approfondi qu'une inspection courante, afin de disposer d'une vision plus complète de l'action et du comportement de l'exploitant inspecté.

L'équipe d'inspection était composée de 8 inspecteurs de l'ASN et de 2 experts de l'IRSN répartis en plusieurs équipes. Ces inspecteurs provenaient de différents services de l'ASN : la direction des centrales nucléaires (DCN), la direction des équipements sous pression nucléaires (DEP) et des divisions territoriales de Châlons-en-Champagne, Lyon et Orléans. Cette inspection représente l'équivalent d'une dizaine d'inspections courantes.

En ce qui concerne l'**organisation générale du CNPE**, les inspecteurs ont noté que le pilotage stratégique était insuffisant pour l'intégration de certains référentiels tels que les spécifications techniques d'exploitation (STE), le chapitre 9 des règles générales d'exploitation (RGE) relatif aux essais périodiques de matériels, ou encore les règles particulières de conduite (RPC) et les règles de conduite normale (RCN). Par ailleurs, les notes d'organisation du site sont souvent anciennes, partiellement appliquées et parfois méconnues des agents.

En ce qui concerne le **contrôle de second niveau et la détection des écarts**, les inspecteurs ont noté que des écarts mineurs relatifs à l'état des installations n'étaient pas identifiés.

Par ailleurs, les inspecteurs ont relevé, durant ces cinq journées d'inspection ainsi que lors de l'inspection réalisée dans la nuit du 4 décembre, plusieurs écarts au référentiel réglementaire et prescriptif dont vous trouverez le détail en annexe.

Au-delà du retour d'expérience qui pourra être tiré de chacun de ceux-ci, il vous appartient de vous interroger sur votre capacité à détecter les écarts.

En ce qui concerne le processus de **traitement des écarts**, les inspecteurs ont noté que la gestion des alarmes en salle de commande devait être améliorée pour d'une part éviter la banalisation de ces alarmes, et d'autre part en accélérer la prise en compte.

Pour le cas particulier des écarts issus de la réalisation d'essais périodiques, les inspecteurs estiment nécessaire le renforcement du processus de validation des résultats et du processus décisionnel lorsqu'un écart est détecté.

Ces différents éléments permettent de mettre en évidence des pratiques d'exploitation de votre installation qui s'appuient plus sur les compétences et l'expérience de vos agents que sur l'application de vos notes d'organisation ou du référentiel prescriptif. Par ailleurs, certains constats relatifs au respect du référentiel, à la détection des écarts ou au traitement de ceux-ci m'amènent à m'interroger sur le niveau de culture de sûreté de votre CNPE.

*

* *

Vous voudrez bien me faire part de vos observations et réponses concernant les points qui figurent en annexe à ce courrier dans un délai qui n'excédera pas **trois mois**. Pour les engagements que vous seriez amené à prendre, je vous demande de bien vouloir les identifier clairement et d'en préciser, pour chacun, l'échéance de réalisation.

Je vous prie d'agréer, Monsieur le directeur, l'assurance de ma considération distinguée.

Pour le Président de l'ASN et par délégation,
Le Directeur Général

Jean-Christophe NIEL

A. Demandes d'actions correctives

I. Organisation

Les inspecteurs ont noté que le processus d'intégration du prescriptif des chapitres 9 et 10 des RGE était partiellement formalisé, peu connu et peu utilisé par les acteurs.

- 1. Je vous demande de formaliser votre organisation pour la réalisation de cette activité qui relève de l'arrêté ministériel du 10 août 1984 relatif à la qualité, et de veiller à ce qu'elle soit connue et utilisée par les acteurs.**

Les inspecteurs ont constaté que la note D5370/SIP/RD/06.311 indice 00 du 17/11/2006 intitulée "liste des Règles de conduite normale (RCN) et Règles particulières de conduite (RPC) applicables sur le CNPE" ne mentionne pas la RPC "réglages sensibles" et que cette RPC n'a pas été déclinée sur le site. Cette RPC est pourtant citée dans la note D4510 NT BEM EXP 02 1157 indice 11 du 03/05/2006 éditée par vos services centraux et qui présente la liste des références des documents de type RCN et RPC applicables sur le palier 1300 MWe. Cette décision de non déclinaison a apparemment été prise sans être validée par la direction du CNPE.

- 2. Je vous demande de mettre en œuvre une organisation qui garantisse la prise en compte du référentiel prescriptif.**

Il a été indiqué aux inspecteurs que le pôle logistique nucléaire (PLN) du service technique et logistique nucléaire (STLN) est chargé de l'intégration de certaines RPC relatives au combustible, en liaison avec un ingénieur spécialisé du service ingénierie et projets (SIP). Toutefois, les inspecteurs ont constaté qu'il n'existait pas de note à jour décrivant ce processus.

- 3. Je vous demande de mettre à jour et/ou de formaliser le processus de déclinaison des RPC au sein du service STLN.**

Les exigences nécessaires pour obtenir et maintenir la qualité, dans le domaine de la maintenance, ne sont pas définies pour chaque activité concernée par la qualité (article 6 de l'arrêté du 10/08/84 relatif à la qualité de la conception, la construction et l'exploitation des installations nucléaires de base). L'application de l'arrêté du 10 novembre 1999, relatif à la surveillance de l'exploitation du circuit primaire principal (CPP) et des circuits secondaires principaux (CSP), est considérée comme une activité concernée par la qualité mais il n'est pas défini, pour chaque disposition particulière de l'arrêté, d'exigence nécessaire pour obtenir et maintenir la qualité. L'absence d'exigence spécifique se répercute ensuite au niveau de l'action du contrôle technique. A titre d'exemple, le contrôle technique réalisé au niveau de l'activité des interventions ne recouvre pas le thème du classement des interventions dont la traçabilité n'est pas assurée. Ainsi, il n'est pas possible de contrôler, a posteriori, le classement des interventions réalisées.

Dans le cadre de la modification PNXX 3254, les inspecteurs ont constaté que la demande d'examen de l'impact de la modification sur les dossiers de référence de la chaudière est restée sans suite. Cette exigence traduit, dans le domaine des modifications, le fait que la personne ayant accompli cette action prend correctement en compte les exigences nécessaires pour obtenir la qualité de la modification : évaluation de l'impact sur les dossiers de référence. Cette action n'est pas menée sur votre CNPE et cet écart n'est pas identifié par le contrôle technique.

- 4. Je vous demande d'identifier les activités concernées par la qualité qui sont associées au thème de la surveillance en exploitation du CPP et des CSP, de définir pour chacune d'entre elles les exigences nécessaires pour en obtenir et maintenir la qualité et de préciser les actions associées au contrôle de la qualité.**

Les inspecteurs ont examiné le système documentaire mis en place par le site en application de l'article 7 de l'arrêté du 10/11/99. Concernant les résultats des programmes de suivi du vieillissement, les inspecteurs ont constaté que ce système n'a pas permis de retrouver la trace du traitement de l'anomalie d'inversion des capsules d'irradiation entre Belleville 1 et Chinon B4 dont la conséquence a été un oubli du retrait de la capsule V lors de l'arrêt de 2006.

Par ailleurs, concernant l'activité de comptabilisation des situations, les inspecteurs ont constaté que la vérification associée à cette activité concernée par la qualité n'est plus réalisée au fil de l'eau, depuis plusieurs mois : l'exploitant n'est donc pas en mesure de veiller à ce que les conditions d'exploitation de l'appareil restent en permanence compatibles avec les justifications techniques appropriées concernant sa résistance (art.7 de l'arrêté du 10/11/1999). Des écarts en matière d'organisation de la qualité pour l'activité de comptabilisation des situations des circuits primaires et secondaires principaux sont mis en évidence de manière récurrente sur le site de Belleville depuis 1996 : force est de constater que l'exploitant n'en a pas tiré d'actions correctives efficaces. Le service en charge de cette activité a précisé qu'il n'était pas en mesure d'assurer à la fois les activités associées au déroulement des arrêts de tranche et à la comptabilisation des situations.

J'ai bien noté que ces points ont, suite à cette inspection, fait l'objet d'une déclaration d'événement significatif pour la sûreté.

- 5. Je vous demande de me faire part des améliorations que vous allez mettre en œuvre, au niveau de votre organisation, afin de remédier à ces constats et de disposer d'un système documentaire répondant à l'ensemble des exigences de l'arrêté du 10/11/99.**

Les inspecteurs ont noté que plusieurs notes d'organisation du service conduite étaient obsolètes, partiellement utilisées ou méconnues des agents. A titre d'exemple, la note D5370/NA 490 indice 0 « présence hiérarchique sur le terrain au service conduite » n'est apparemment pas appliquée, la note D5370/NO 020 concernant la « gestion des dispositions et moyens particuliers » est méconnue, la note D5370/NA 084 indice 04 « modalités d'exécution et de contrôles des manœuvres – organisation des lignages » est à mettre à jour. Par ailleurs, cette dernière note demande la réalisation d'un retour d'expérience des lignages, ce qui n'a pas été fait en 2006, malgré la mise en œuvre d'une nouvelle organisation pour le suivi des lignages.

6. Je vous demande de vous réappropriier les notes du système qualité relatives au service conduite afin, d'une part, de mettre à jour ou supprimer les notes obsolètes, d'autre part, de mettre en application les dispositions qui restent pertinentes et qui ne sont actuellement pas mises en œuvre.

L'application informatique d'aide à la consignation (AIC) ne comporte pas de champ permettant d'indiquer la localisation d'un dispositif ou moyen provisoire (DMP) ; si certains ont un repère fonctionnel permettant d'identifier assez facilement leur emplacement ou leur fonction, l'exercice s'avère difficile et coûteux en unités d'œuvre pour certains autres dont la justification de pose ou de maintien en place doit en particulier être apportée, sur le plan de la sûreté, lors de chaque COMSAT. Le DMP GTABAUDR0002, sorti du magasin au service maintenance (SMT), n'a ainsi pas pu être localisé lors de l'inspection.

7. Je vous demande de mettre en place une organisation vous permettant de respecter scrupuleusement la directive 74 et plus particulièrement son paragraphe 4.1 relatif à la maîtrise du risque DMP, à la connaissance à tout moment de l'état de votre installation et à la traçabilité des DMP.

Les inspecteurs ont noté quelques manques de rigueur dans la gestion des demandes d'intervention (DI). A titre d'exemple, la DI 389605 relative à la vanne 1SEC11VE ouverte le 14/09/06 et validée le 14/10/06 n'avait pas encore donné lieu à une intervention au moment de l'inspection alors qu'elle était classée en priorité 3. De même, la DI 391541 relative à la pompe ASG21PO classée en priorité 2 (à réaliser sous 1 semaine) et datée du 21/10/06 n'avait pas donné lieu à un ordre d'intervention au moment de l'inspection. Enfin, la DI 391268 du 16/10/06 relative à un détecteur incendie JDT et classée en priorité 0 n'avait pas donné lieu au renseignement du compte-rendu de l'ordre d'intervention au moment de l'inspection.

8. Je vous demande de veiller au bon renseignement de l'outil SIGMA pour le suivi des interventions et de renforcer votre organisation pour la maîtrise des délais de réalisation des interventions.

En examinant le dossier de la modification PNXX 3574 indice A concernant le réacteur n°2, les inspecteurs ont constaté que la fiche navette du service conduite n'identifiait aucun impact sur les documents de la responsabilité de ce service alors qu'il était au moins nécessaire de modifier un essai périodique (EP EAS 12). Les inspecteurs ont toutefois constaté que cet essai avait été réalisé le 20/11/06 avec une gamme à son indice 20 tenant compte de l'intégration de cette modification. De même, la partie des fiches navette du service conduite concernant la mise à jour documentaire liée à la modification PNXX 3120 pour les 2 tranches indiquait que cette mise à jour documentaire, notamment des RGE, avait été réalisée alors que cette modification n'était pas encore effective.

9. Je vous demande de veiller à ce que vos services identifient correctement et en temps voulu, dans les fiches navettes, la totalité des documents d'exploitation touchés par une modification.

La capitalisation des informations issues du retour d'expérience d'exploitation, après mise en service des modifications, n'est pas réalisée par le site alors que le guide de l'ingénierie opérationnelle de réalisation (GIOR) de 2004 demande que ce retour d'expérience soit communiqué à vos services centraux.

10. Je vous demande de vous conformer au GIOR 2004 en communiquant à vos services centraux le retour d'expérience d'exploitation issu de la mise en service des modifications sur votre site.

Dans le compte-rendu de la Commission de sûreté en arrêt de tranche (COMSAT) avant divergence de la tranche 2 en septembre 2006, il a été identifié que l'Essai Périodique (EP) « ARE 82 » concernant l'eau d'alimentation des générateurs de vapeur était satisfaisant avec réserve mais que cette réserve n'était pas bloquante pour la divergence. Il a été indiqué aux inspecteurs que cet EP avait été réalisé plusieurs fois mais que seule la dernière gamme réalisée avait été conservée. Par conséquent, il n'a pas pu être indiqué aux inspecteurs la nature de la réserve non bloquante sur cet EP.

11. Conformément à la section 1 du chapitre 9 des RGE, je vous demande de veiller à la conservation de toutes les gammes d'EP, y compris les gammes des EP qui sont réalisés plusieurs fois. Je vous demande, par ailleurs, de m'indiquer la nature de cette réserve non bloquante sur l'EP « ARE 82 ».

La déclinaison des RCN et des RPC est pilotée de manière générale par le service ingénierie et projets (SIP) au travers de fiches d'actions. En l'absence de note spécifique décrivant l'organisation mise en œuvre en matière de déclinaison des RCN et des RPC, il a été indiqué aux inspecteurs que c'est la note plus générale D5370/SITG0088 indice 00 du 11/01/2001 "prendre en compte le contenu du courrier prescriptif technique" qui s'applique. Les inspecteurs ont toutefois remarqué que la période de réexamen de cette note (5 ans) était dépassée, et qu'elle n'était pas à jour. En particulier, il y est mentionné qu'une liste des RCN et RPC applicables à Belleville est à créer alors qu'une telle liste existe déjà actuellement.

12. Je vous demande de procéder au réexamen et à la mise à jour de cette note. Vous vous prononcerez également sur l'opportunité de créer une note distincte décrivant spécifiquement le processus global de déclinaison des RCN et des RPC.

Les inspecteurs ont examiné la note D5370/NTT 1174 datée du 16/09/1997 qui définit les principes à mettre en œuvre sur le CNPE lors de l'intégration des RCN dans la documentation de conduite. Ils ont noté, d'une part, que sa période de réexamen était dépassée et d'autre part, qu'elle décrit une organisation qui ne correspond plus à celle mise en œuvre actuellement pour la déclinaison des RCN.

13. Je vous demande de procéder à la révision de cette note de manière à ce qu'elle corresponde aux pratiques actuelles de déclinaison des RCN et des RPC sur le site.

Votre note d'organisation D5370/G04.409, ainsi que la Règle Particulière de Conduite « Contrôle Ultime », vous demandent de réaliser la COMision de Sûreté en Arrêt de Tranche (COMSAT) avant l'Essai de Contrôle Ultime (ECU). Or, pour le passage du réacteur n°2 en arrêt normal sur RRA à une température du circuit primaire supérieure à 90°C le 22/09/2006, l'ECU a été effectué de 10h00 à 18h30 alors que la COMSAT s'est tenue à 19h30.

14. Je vous demande de respecter l'ordre d'enchaînement des ECU et des COMSAT défini dans vos référentiels.

Les inspecteurs ont constaté que le modèle servant de support pour les comptes-rendus de COMSAT n'était pas issu de la Gestion Electronique des Documents (GED). Ce document est ainsi modifiable par n'importe quel agent sans aucun suivi (séparation rédacteur / contrôleur / validation) ce qui est contraire aux règles d'assurance qualité.

15. Je vous demande d'appliquer les règles d'assurance qualité à la gestion du support des comptes-rendus de COMSAT.

Les inspecteurs ont noté que les mesures compensatoires, annoncées en appui de votre demande d'autorisation de dérogation aux spécifications techniques d'exploitation (STE) du 29 juin 2006 sur le réacteur 2 et visant à permettre le fonctionnement à 2 pompes et 2 échangeurs du système de traitement et de refroidissement des piscines (PTR), avaient bien été retranscrites dans une consigne temporaire de conduite (CTC). En revanche, l'une des mesures annoncées, à savoir le suivi horaire par les opérateurs des enregistreurs spécifiquement mis en place, n'a pas été scrupuleusement respectée puisque, par deux fois au moins, des relevés ont dépassé de quarante minutes la périodicité prévue.

16. Un non respect des mesures compensatoires proposées à l'appui d'une demande de dérogation aux STE constitue un non respect des STE. Je vous demande donc :

- a- pour le cas particulier de cet écart, de me faire part de votre position sur la déclaration éventuelle d'un événement significatif pour la sûreté ;
- b- plus généralement, de veiller à proposer, dans les demandes de dérogations que vous êtes amenés à formuler auprès de l'ASN, des engagements réalistes que vous serez en mesure de respecter totalement.

Les inspecteurs ont constaté que le risque de mode commun de défaillance de l'activité de contrôle et de reprise du calage du seuil « C1 » et de l'Arrêt Automatique Réacteur « AAR » n'est pas traité :

- Le même intervenant réalise le réglage des deux seuils « C1 » et « AAR »,
- Il est également chargé de la requalification intrinsèque de son propre réglage,
- Il utilise un unique voltmètre pour toutes les opérations, et pour les 4 chaînes à régler.

Il est rappelé que cette activité est un réglage sensible au sens de la Règle Particulière de Conduite y afférant.

17. Je vous demande de traiter le risque de mode commun de cette activité en croisant les personnels et les matériels notamment.

II. Contrôle de deuxième niveau et détection des écarts

Au cours d'une visite dans les locaux du bâtiment des auxiliaires nucléaires (BAN), les inspecteurs ont formulé des observations concernant des écarts matériels que les rondiers ne semblaient pas avoir pris en compte lors de leur visite des installations puisque aucune action corrective n'avait été engagée (pas de demande d'intervention émise). Par ailleurs, les deux rondiers accompagnant les inspecteurs n'ont pas relevé ou n'ont pas corrigé ces écarts.

On peut citer à titre d'exemples :

- l'alarme jaune présente sur le coffret 2 JDT 412 CR ;
- des grilles de siphons de sol mal positionnées ou démontées (dans le local 2 ND 0703 par exemple) ;
- des siphons de sol, participant au confinement statique des locaux voire à la sectorisation incendie, sales, insuffisamment remplis ou même totalement vides (ceux des locaux 2 ND 0703 et NB 0744 par exemple) ;
- des portes coupe-feu fermant mal alors qu'il est explicitement mentionné dessus, au moyen d'une étiquette, qu'elles doivent être maintenues fermées (les portes 2 JSN 705 QF, 2 JSN 504 Q6 ou 808 QG par exemple) ;
- des plaques de protection manquantes ou mal fixées sur les points servant à réaliser les relevés de niveau altimétrique du BAN dans les couloirs ou au niveau bas de l'escalier ;
- une tuyauterie utilisée dans le local 2 NA 0753 pour soutenir des éléments démontés d'échafaudage (utilisé pour la modification PNXX 3207), comme cela avait déjà pu être noté lors d'une inspection précédente dans le bâtiment des auxiliaires de sauvegarde (BAS) ;
- un calorifuge démonté sur la vanne 2 TEP 477 VV ;
- des coffrets électriques non fermés à clef ;
- des traces de bore, sur le sol, sous des organes d'isolement ;
- des coffres ou du matériel stockés dans les couloirs ou sous les escaliers définis comme des axes de dégagement.

Certains de ces écarts peuvent porter atteinte à la sécurité des travailleurs.

18. Je vous demande de redéfinir la liste des points que tous les agents du CNPE, et plus particulièrement les rondiers, doivent détecter et faire corriger au cours de leur cheminement dans les locaux.

Les inspecteurs ont noté que, contrairement au recueil de prescriptions à l'usage des agents EDF, le chef d'exploitation (CE) ou le chef d'exploitation délégué (CED) ne délivrent pas leur accord pour la réalisation des activités ne nécessitant pas de régime.

19. Je vous demande de mettre vos pratiques en conformité avec le recueil de prescriptions.

Les inspecteurs ont noté que des chargés de consignation affectés au plateau arrêt de tranche font des contrôles ponctuels de consignation de matériels électriques ; *a contrario*, aucun contrôle par sondage n'est réalisé sur les autres matériels ou en dehors des arrêts de tranche.

20. Je vous demande d'étendre le champ des contrôles réalisés par les chargés de consignation afin de respecter la disposition du recueil de prescriptions à l'usage des agents EDF selon laquelle « l'exécution des manœuvres de mise sous régime doit être vérifiée ».

Les inspecteurs ont consulté la note D5370/SC/G06.076 indice 0 « bilan du contrôle interne réalisé en 2005 au service conduite – programme du contrôle interne 2006 ». Pour l'année 2006, le taux de réalisation des actions de contrôles prévues est loin de l'objectif fixé en début d'année ; de plus, celles qui ont été menées n'ont pas toutes été formalisées.

21. Je vous demande d'améliorer le pilotage et la formalisation des actions de contrôle interne au service conduite.

Lors de la vérification annuelle de vitesse d'air au niveau de la porte entre les locaux LC0313 et LC0312, une valeur de 1,1 m/s a été relevée à l'aide d'un capteur d'essai (anémomètre de type moulinet à hélice), pour un critère minimal à respecter de 1 m/s. Les inspecteurs ont constaté qu'après prise en compte de l'incertitude de mesure du capteur, ce critère n'était plus respecté.

J'ai bien noté qu'un événement significatif pour la sûreté a été déclaré à la suite de ce constat.

Par ailleurs, la prise en compte d'incertitudes de mesure lors de la réalisation d'essais périodiques avec des capteurs d'essais a fait l'objet de la déclaration d'un événement significatif pour la sûreté générique par vos services centraux.

22. Je vous demande :

- de réaliser, dans les plus brefs délais, une revue exhaustive de tous les essais périodiques relevant des chapitres 9 et 10 des RGE réalisés avec des capteurs d'essais pour rechercher d'éventuels autres critères non respectés ;
- de vous mettre en conformité avec la section I du chapitre 9 des RGE pour ce qui concerne la prise en compte des incertitudes de mesure ;
- de m'indiquer les résultats de ces actions correctives.

Les inspecteurs ont constaté la non prise en compte du retour d'expérience des événements significatifs pour la sûreté déclarés en 2006 par les CNPE de Tricastin et de Dampierre relatifs à l'essai périodique de non blocage des grappes de commande en position haute. La discrimination des grappes à contrôler s'effectue à partir d'un relevé de fonctionnement sur les 72 dernières heures alors que la règle d'essai approuvée par l'ASN exige une recherche sur un mois.

J'ai bien noté que ce point a fait depuis l'objet d'une déclaration d'événement significatif pour la sûreté.

23. Je vous demande de mettre votre pratique en conformité avec la règle nationale, dans les meilleurs délais.

Les inspecteurs ont identifié, dans l'outil informatique d'aide aux consignations (AIC), un certain nombre de Dispositifs et moyens particuliers (DMP), parfois anciens, dont il n'a pu être indiqué lors de l'inspection s'ils étaient effectivement utilisés. On peut citer à titre d'exemple les DMP repérés 112 MC à 117 MC.

24. Je vous demande de réaliser l'analyse d'exhaustivité de l'utilisation effective, par les métiers, des DMP enregistrés dans la base AIC.

Les services de la centrale n'appliquent pas la note d'organisation NO 020 en ne considérant pas comme des DMP ou des Moyens particuliers du contrôle commande (MPCC) des moyens explicitement visés à l'annexe 8 (« liste des types de moyens et dispositions recensés »).

On peut citer les boîtes à boutons, dont il est indiqué qu'elles doivent être gérées en DMP de manière systématique (ceci n'a pas été le cas, par exemple, lors de la remise en service du ventilateur 1 DVN 181 ZV par gestion de 1 DVN 161 RS à la boîte à boutons lors de l'événement significatif pour la sûreté du 16 février 2006), ou encore les simulateurs d'essai 1300 (le simulateur CA utilisé comme outillage spécialisé dans la gamme GIAU0025300, par application de la gamme d'essai périodique ITSC DC 355, n'est pas considéré comme un MPCC).

Dans le même ordre d'idée et contrairement à la demande explicite figurant dans la règle d'essai périodique ITSC DC 355 indice C (page 50/60) approuvée par l'ASN, le réservoir placé dans les puisards du bâtiment réacteur (BR) avant vérification, tous les trois cycles, du non bouchage des quatre lignes de débit nul vers les puisards du BR, n'a pas été géré comme un DMP.

25. Je vous demande de respecter votre référentiel d'exploitation et de renforcer votre chaîne de vérification et de contrôle qui n'a pas permis de détecter ces non respects.

Les inspecteurs ont examiné un certain nombre de dossiers de modification soldés. Dans le rapport de fin d'intervention (RFI) de plusieurs d'entre eux, les analyses de risque standard n'étaient pas visées par les intervenants. De plus, le RFI de la modification PNXX 3223 réalisée sur le réacteur n°2 ne comportait aucune trace d'analyse de risque de la part de l'une des entreprises.

26. Je vous demande de veiller à ce que vos prestataires attestent effectivement avoir pris en compte les analyses de risque standard des dossiers de modification en paraphant celles-ci. Vous veillerez à la réalisation de l'analyse de risque par vos prestataires en exigeant la présence de celle-ci dans le RFI.

Les inspecteurs ont constaté plusieurs manquements à l'assurance qualité dans le remplissage des comptes-rendus de COMSAT. La section chimie, par exemple, n'a renseigné ni les dates auxquelles ont été réalisées les analyses demandées pour la COMSAT, ni les teneurs en bore du circuit primaire, des réservoirs des systèmes d'appoint en eau et en bore (REA) et de réfrigération et de traitement des piscines (PTR), ni l'activité gamma des circuits de refroidissement intermédiaire (RRI) et de distribution de vapeur auxiliaire (SVA). De plus, des modifications manuscrites ont été réalisées et des points n'ont pas été renseignés (par le service automatisme et électricité en particulier), sans aucune validation hiérarchique.

27. Je vous demande de faire appliquer, par vos agents, les règles d'assurance qualité lors du remplissage des comptes-rendus de COMSAT.

Lors de la dernière divergence du réacteur n°2, les inspecteurs ont noté que 3 réserves identifiées comme bloquantes à l'issue de la COMSAT qui s'était tenue le 26/09/2006 avaient été levées par un représentant d'un service de maintenance le 29/09/2006 alors que la divergence avait eu lieu le 28/09/2006. Le Chef d'Exploitation (CE) avait donc autorisé la divergence du réacteur le 28/09/2006 sans prendre en compte ces 3 points non soldés. Il a pu toutefois être démontré aux inspecteurs que les activités correspondantes avaient été réalisées avant le 28/09/2006 et que, dans les faits, les réserves avaient été traitées.

28. Je vous demande de rappeler à vos agents que la validation de la COMSAT, et par voie de conséquence l'autorisation de changement d'état, ne peuvent intervenir que si toutes les réserves bloquantes de la COMSAT sont formellement levées.

Les inspecteurs ont constaté plusieurs écarts à vos notes NA 004 et NO 015-8 relatives aux consignes temporaires de conduite (CTC), comme par exemple l'absence de copie de CTC dans des procédures amendées par une CTC, la correction manuscrite de certaines CTC, l'absence de visas permettant de tracer la prise en compte des CTC par l'équipe de conduite ou le niveau d'habilitation d'un agent ayant corrigé une CTC.

29. Je vous demande de mettre en place les actions correctives nécessaires pour que vos notes d'organisation soient connues et respectées par vos équipes de conduite. Je vous demande de mettre en place en interne les actions de contrôle visant à identifier et corriger ce type d'écarts.

Les inspecteurs ont été confrontés à un délai anormal d'accès à la galerie de précontrainte sous radier de l'enceinte de confinement de la tranche 2, lié au fait qu'une vanne d'équilibrage avait été oubliée en position « ouverte » sur la porte intérieure du sas d'accès, empêchant l'équilibrage de la pression entre le sas et l'extérieur et, de fait, l'ouverture de la porte extérieure du sas. Les serrures de ces portes sont pourtant gérées au travers de la consigne permanente de conduite S4 de type P5 qui traite des condamnations administratives. Le double contrôle prévu au paragraphe 6 de votre consigne S4 n'a pas permis de détecter cet écart lors de l'utilisation précédente du sas.

30. Je vous demande d'améliorer l'ergonomie ou l'organisation de la condamnation administrative S4 gérant l'accès aux galeries de précontrainte des enceintes de confinement afin d'éviter l'oubli de fermeture des robinets de déséclusage. Je vous demande de m'indiquer l'impact de la rupture du confinement lorsque les 2 vannes d'équilibrage du SAS sont en position ouverte.

III. Traitement des écarts

Lors de la réalisation de l'essai périodique « ARE 82 » sur le réacteur n°2 en 2006, les inspecteurs ont constaté que :

- la gamme utilisée pour l'essai a été modifiée pour autoriser le contrôle à chaud contrairement à la prescription de la règle nationale d'essai qui demande un contrôle à froid ;
- l'essai a été jugé satisfaisant avec réserve à son issue bien qu'un critère de fonctionnement classé A, relatif aux capteurs de niveau de générateurs de vapeur (GV) ARE 104 à 107 MN, n'ait pas été respecté ;
- la réserve de l'essai n'a pas été levée en temps réel ;
- l'événement, classé en niveau d'importance « groupe 2 SSPA » au sens des STE, et provoqué par l'indisponibilité des capteurs de niveau des GV, n'a pas été posé.

Ces faits constituent 4 manquements aux Règles Générales d'Exploitation.

J'ai bien noté que vous aviez déclaré un événement significatif pour la sûreté à la suite de ces constats.

31. Je vous demande de mettre en œuvre une organisation qui permette de garantir le respect rigoureux des Règles Générales d'Exploitation lors de la réalisation des essais périodiques.

Les inspecteurs ont noté que la gestion des alarmes en Salle de Commande (SdC) n'est pas conforme au référentiel de surveillance en SdC (note D5370/SC/GC03536 indice 01). Trois écarts justifient ce constat :

- le service conduite n'a pas été capable de justifier dans des délais acceptables la présence ou le traitement curatif des alarmes présentes en SdC (2 SEO 500 CR, alarme 2 RCP 897 AA "défaut chauffeuse PZR", alarme 2 RCP 980 AA "position élimination RCP 906 CC"). Ces pratiques banalisent les alarmes présentes de façon récurrente en SDC et engendrent des risques ;
- l'alarme REA 928 AA présente en SdC du réacteur n°1 le 4 décembre 2006 et concernant le niveau anormal dans le réservoir 202 BA (bâche REA eau) : la fiche d'alarme 202 BA n'est pas appliquée car l'apparition de cette alarme est considérée comme un transitoire d'exploitation par les opérateurs de conduite qui remplissent le réservoir au-delà du volume correspondant à l'apparition de l'alarme, de manière à assurer une garde hydraulique. Ce point avait déjà été soulevé en inspection le 5 septembre 2001. Les opérateurs sont donc habitués à la présence de cette alarme et son caractère d'alerte a été altéré : ils surveillent en réalité un éventuel débordement de la bâche par l'apparition d'une alarme sur le niveau des puisards du BAN C, ce qui correspond à la perte d'une ligne de défense.
- les inspecteurs ont noté, lors de la visite de la salle de commande du réacteur n°1 le 4 décembre au soir, la présence de l'alarme RHY 004 AA relative à la pression supérieure maximale amont détenteur. La fiche d'alarme demande l'établissement d'une demande d'intervention (DI), ce qui n'avait pas été le cas alors que cette alarme était présente depuis le 30/10/2006.

32. Je vous demande de traiter de manière rigoureuse les alarmes présentes en SdC pour qu'à tout moment vous puissiez connaître l'état de votre installation.

La maintenance du système RIC est un marché national réparti entre 3 prestataires.

En 2005, vous avez identifié que l'un des prestataires utilisait une trame de calcul erronée pour vérifier que chaque thermocouple fournit des données cohérentes par rapport à la moyenne des autres thermocouples.

Vos services ont tracé cet écart au travers de la fiche d'écart SAE 05-255 et ils ont procédé à deux mesures correctives :

- la vérification par un calcul approprié que les thermocouples fournissaient des données cohérentes;
- une demande de modification de la trame de calcul du prestataire.

Cependant, aucune information n'a été transmise à vos services centraux afin de les alerter de cet écart pour qu'ils puissent, à leur tour, le répercuter vers les autres CNPE ayant recours aux services du prestataire concerné. Il convient en effet de diffuser le retour d'expérience relatif à cet écart afin que des CNPE impactés procèdent à une validation des données fournies par le système RIC à partir d'un calcul adapté.

33. Je vous demande de procéder à une information des moyens centraux du parc nucléaire de l'écart mis en évidence sur la méthode de calcul utilisée par votre prestataire.

Les inspecteurs ont examiné la fiche de constat référencée SAE 06/25270 qui porte sur une incohérence entre la règle d'essai périodique du système de mesure neutronique in-core (RIC) et le tableau récapitulatif des essais périodiques du système d'air comprimé de régulation (SAR).

En 2005, vos services ont relié le traitement de cet écart à une fiche RGE 9 ouverte par un autre CNPE. A cette époque, la fiche était classée « non bloquante », c'est-à-dire que l'incohérence constatée n'était pas incompatible avec la réalisation de l'essai périodique.

Or depuis, en 2006, les deux réacteurs ont intégré le dossier d'amendement n°2 aux RGE qui rend l'incohérence constatée incompatible avec la réalisation de l'essai, ce qui aurait dû vous conduire à signaler ce changement à vos services centraux pour que la fiche RGE 9 soit reclassée en fiche « bloquante ».

34. Je vous demande de signaler à vos services centraux la modification de statut devant intervenir sur la fiche RGE 9 qui trace l'incohérence entre la règle d'essai périodique RIC et le tableau récapitulatif des essais.

IV. Autres

Les inspecteurs ont assisté aux manœuvres de chargement d'un emballage pour évacuation de combustibles irradiés et ont noté que les portes d'accès au hall lorry étaient condamnées par des moyens de fortune (on note par exemple la présence de simple scotch de type « tarlatane » sur la porte 2 JSK 605 Q8 pour interdire l'accès au local 2 KA 633)

35. Je vous demande de mettre en place un système et une procédure pérennes de consignation des accès au hall lorry pendant les manœuvres de combustible en rapport avec ce local.

Le sas du chantier relatif au plan d'action incendie PTZZ 3858 situé dans le local 2 NA 0804 était mal tenu. De nombreux déchets datant de plusieurs jours étaient disséminés sur le sol alors que le sas était doté de sacs de déchets (vides et posés également sur le sol) et d'un porte sacs. Cette situation est d'autant plus dommageable que ce sas est situé à proximité immédiate du centre de tri des déchets du plancher des filtres du BAN.

36. Je vous demande de faire assurer de la bonne tenue des chantiers par les intervenants.

Dans le local 2 NB 0764, la fiche concernant l'échafaudage d'intervention sur APG 071 DE n'était pas renseignée quant à l'acceptation par le chargé de travaux ni quant aux intervenants autorisés à l'utiliser alors que le chantier concerné était visiblement en cours. En effet, une caisse à outils était ouverte sur le plancher supérieur, au niveau de l'accès normal à l'échafaudage et des goujons étaient démontés et posés sur l'échafaudage en contrebas.

37. Je vous demande de veiller à ce que vos procédures concernant les échafaudages soient correctement suivies.

Les inspecteurs ont noté que les locaux NA 0737 et NA 0735 appartiennent à des volumes de feu de sûreté (VFS) différents alors qu'ils sont dans la continuité l'un de l'autre sans aucune cloison séparative. Cette disposition n'est acceptable que si l'on veille à l'absence de matériels ou de matériaux susceptibles de propager un incendie d'un VFS à l'autre. Dans le cas présent, un local grillagé est construit à cheval sur les deux VFS et des matériels y étaient stockés le jour de l'inspection.

38. Je vous demande de procéder, au plus tôt, au démontage de ce local grillagé.

B. Compléments d'information

I. Organisation

Les modalités de décision et de validation formelle d'un basculement documentaire n'ont pu être indiquées clairement au cours de l'inspection, notamment en cas de modifications de documents non liées à des modifications matérielles. Le rôle de la Commission Performance Technique a été évoqué pour ce qui concerne les RCN et les RPC, sans que son fonctionnement et son rôle précis soient formalisés.

- 1. Je vous demande de me préciser le processus décisionnel de mise en place d'un nouveau référentiel de conduite et les différentes instances impliquées sur le site.**

Par ailleurs, le titre et le contenu de la note D5370/SIP/RD/06.311 sont ambigus. Il n'est pas précisé si le terme "applicable" indique que les documents concernés sont effectivement déclinés dans la documentation d'exploitation, ou bien s'ils sont seulement potentiellement applicables sur le site sans pour autant avoir déjà été intégrés. Dans le second cas, ce document pourrait alors faire doublon avec le document édité par vos services centraux.

- 2. Je vous demande de me préciser la finalité exacte de cette note et le cas échéant de la modifier.**

En action corrective de l'Évènement Significatif Sécurité déclaré cette année suite au non respect d'une exigence de fonctionnement du système DVK (ventilation et confinement du bâtiment combustible), vous avez initié une action de formation / sensibilisation des intervenants du service en charge de l'activité sur la section I du chapitre 9 des RGE et sur le respect des critères A.

- 3. Je vous demande de statuer sur l'opportunité de pérenniser cette action qui vous est apparue comme nécessaire en 2006.**

En examinant les derniers rapports d'audit ou de vérification concernant les modifications, les inspecteurs ont constaté que le contenu de ces rapports n'était pas conforme à la gamme SQSPR/GOO30 indice 2.

- 4. Je vous demande de me communiquer votre analyse sur cet écart et les actions que vous allez entreprendre pour y remédier. Dans le cas où vous décideriez de mettre la gamme en accord avec la pratique, vous me communiquerez une date prévisionnelle réaliste pour la validation de cette gamme à son nouvel indice.**

Pour tous les dossiers consultés, les inspecteurs ont constaté que le retour final des fiches navette informant le service en charge des modifications (EIO) de la bonne mise à jour des documents d'exploitation des services était inexistant. Les inspecteurs ont toutefois constaté que cette mise à jour semblait correctement faite. Cette non-information empêche, dans l'absolu, le solde des dossiers. Vos représentants le jour de l'inspection ont affirmé qu'une action allait être lancée pour remédier à cet état de fait.

5. **Je vous demande de m'informer des actions entreprises sur votre site pour que le service EIO soit informé de la mise à jour, en temps utile, des documents d'exploitation des services touchés par les modifications.**

Les inspecteurs ont constaté que de nombreuses autorisations « bon pour réalisation » (BPR) de dossiers de modification avaient été données par des personnes autres que le Chef de mission performance, seul habilité pour cela. Ils ont aussi constaté une incohérence dans la note NOP 03/03 au sujet de cette habilitation.

Vos représentants ont signalé au cours de l'inspection que cette note sera très prochainement corrigée et que cet écart dans la validation des dossiers ne devrait plus se reproduire.

6. **Je vous demande de me communiquer votre analyse sur les causes de la validation BPR de dossiers de modification par une personne non habilitée. Vous me communiquerez aussi une date prévisionnelle réaliste pour la validation de la note NOP 03/03 à son prochain indice.**

Les inspecteurs ont constaté que certains rapports de fin d'intervention (RFI) manquaient pour solder le dossier de modification correspondant. Par exemple, l'un des RFI du dossier PNXX 3332 réalisé sur le réacteur n°1 en mars 2006 n'était pas encore en possession du CNPE.

7. **Je vous demande de me communiquer votre analyse sur la cause du retard dans la communication des RFI par certains prestataires. Vous me ferez part des actions engagées vis-à-vis des prestataires concernés pour que ce genre de retard ne se produise plus.**

Dans votre courrier D5370 – QSPR – 2006/255 du 10 octobre 2006, vous avez justifié *a posteriori* l'absence d'incidence pour la sûreté de l'intervention réalisée sur le capteur 2 RCP 033 MN alors que le réacteur était en arrêt pour intervention avec le circuit primaire non suffisamment ouvert (API-NSO) le 18 septembre 2006. Cette justification s'appuyait, en particulier, sur la mise en place de mesures compensatoires qui auraient été celles proposées en cas de demande de dérogation, à savoir :

- aucun événement de groupe 1 au titre des STE en cours ;
- absence de mouvement d'eau ;
- absence de transitoire thermique sur le Circuit primaire principal (CPP) ;
- aucune intervention sur le CPP remettant en cause son intégrité ;
- aucune intervention sur l'ébulliomètre voie A et sur les capteurs associés.

Les inspecteurs considèrent que l'outil approprié pour formaliser ces mesures compensatoires et/ou palliatives aurait pu être une CTC, conformément à la définition donnée au paragraphe 2 de votre note d'application NA 004. En fait, vous n'avez pu fournir au cours de l'inspection ni CTC ni aucun autre document indiquant de quelle manière vous aviez géré le pilotage de votre installation selon des pratiques différentes de celles mentionnées dans les consignes permanentes, durant cette intervention.

8. **Je vous demande de me fournir ce document formalisant les mesures compensatoires ou d'en tirer les conséquences vis à vis de votre organisation si elle a été défaillante sur ce point. Les éléments que vous fournirez me permettront de statuer sur le classement final dans l'échelle INES de l'événement significatif n°2.004.06 déclaré à cette occasion.**

II. Contrôle de deuxième niveau et détection des écarts

Un ingénieur sûreté du service qualité, sûreté et prévention des risques (SQSPR) est responsable du pilotage de l'intégration des spécifications techniques d'exploitation (STE). Il est ainsi chargé de modifier le document opératoire des STE des tranches et d'informer les services concernés par les changements apportés. Ces services réalisent ensuite des analyses d'impact et modifient leurs documents en conséquence. Les inspecteurs ont noté que le pilote d'intégration et le SQSPR n'étaient pas informés en retour de l'état de la prise en compte des nouvelles STE par les différents services concernés.

9. Je vous demande de me préciser de quelle manière est réalisé le contrôle global de la prise en compte de nouvelles STE dans les différents documents impactés.

Un audit réalisé fin 2005 par le SQSPR a permis de détecter certains écarts dans l'intégration des RCN sur le site. Il a par ailleurs été indiqué aux inspecteurs qu'un contrôle exhaustif de l'intégration des prescriptions et des recommandations issues des RCN et des RPC était en cours de réalisation au niveau du service ingénierie et projets (SIP) par le pilote d'intégration et ce, pour la première fois.

10. Je vous demande de me transmettre les résultats de ce contrôle de l'intégration exhaustive des RCN et des RPC.

Le plan d'action « lignages », mis en œuvre sur le site en 2006, porte essentiellement sur les lignages pour mise en service des pompes, mais ne porte pas encore sur d'autres matériels dont une mauvaise configuration pourrait avoir des conséquences sur la sûreté comme certains capteurs de mesure par exemple.

11. Je vous demande de me faire part de votre position sur le sujet

Les inspecteurs ont noté qu'il n'existait pas, sur le site, de base collectant les « signaux faibles » et qui pourrait permettre de tirer un retour d'expérience de ceux-ci, notamment dans le domaine des lignages.

12. Je vous demande de me faire part de votre position sur le sujet

Les inspecteurs ont identifié deux sorties du domaine « Pression/Température » des STE le 10/04/2005 sur le réacteur n°2 de 13h30 à 13h43 (environ) et le 02/08/2004 sur le réacteur n°1 de 10h37 à 10h49 (environ). Ces sorties de domaine n'avaient pas été identifiées par vos services. Je vous rappelle que dans le cas de l'ESS déclaré en 2006, des sorties de domaine qui se sont produites lors du quart du matin n'ont été identifiées que lors du quart de l'après midi.

J'ai bien noté que le compte-rendu de l'événement significatif n°1.002.06 sera mis à jour à la suite de ces deux nouveaux constats d'écarts identifiés par l'ASN.

13. Je vous demande de m'informer de l'organisation mise en œuvre afin de détecter les sorties de domaine.

Dans le compte-rendu de la COMSAT pour le passage en arrêt normal sur les générateurs de vapeur (AN/GV) du réacteur n°2 le 22/09/2006, une réserve bloquante est indiquée sur l'organe RIS 222 VP. Selon l'ordre d'intervention (OI) N0251091, une intervention aurait été réalisée le 25/09/2006 alors que la réserve a été levée le 22/09/2006. Il a été expliqué aux inspecteurs qu'il s'agissait d'une erreur dans la saisie de l'OI et que dans le Rapport de Fin d'Intervention (RFI) figurerait la bonne date de l'intervention. Or ce RFI n'était pas disponible sur site au moment de l'inspection.

14. Je vous demande de me fournir une copie de la page du RFI justifiant de la date de réalisation de cette intervention.

Les inspecteurs ont pris note de votre doctrine de maintenance sur les câbles du système RIC qui consiste à inverser des câbles abîmés sur les thermocouples Importants pour la sûreté (IPS) avec des câbles du calculateur non IPS.

15. Je vous demande de me préciser :

- si cette pratique a été validée par les services centraux du parc nucléaire ou si elle répond à une doctrine de maintenance nationale ;
- si cette pratique assure la pérennité de la qualification de la fonction ébulliomètre (thermocouples IPS). Vous me préciserez en particulier si la qualification initiale des câbles du calculateur répond aux mêmes caractéristiques que celles qui sont requises sur les câbles affectés à l'ébulliomètre.

La porte 2 JSL 006 WG L116 était maintenue ouverte pour laisser passer des câbles électriques liés à l'intégration de la modification PNXX 3207. Les inspecteurs n'ont pas trouvé trace de cette rupture de sectorisation dans les documents mis à disposition des opérateurs de la salle de conduite.

16. Je vous demande de m'indiquer par quel moyen les opérateurs sont informés, en salle de conduite, des ruptures de la sectorisation incendie introduites par des modifications en cours de réalisation et qui pourraient, le cas échéant, les conduire à modifier la stratégie d'intervention en cas d'incendie.

III. Traitement des écarts

Les inspecteurs ont noté la présence, à leur arrivée en salle de commande, d'une alarme sur le tableau 2 SEO 500 CR correspondant au dégonflage d'une bouteille d'azote qui permet normalement la mise en œuvre d'un obturateur gonflable, sur un réseau d'eaux pluviales relié à la Loire, en cas de pollution accidentelle ou pour retenir les eaux d'extinction d'un incendie. Cet équipement a été mis en place pour vous permettre de respecter l'article 19 de l'arrêté ministériel du 31 décembre 1999.

Les opérateurs ont indiqué que cette alarme était présente, et le matériel correspondant inopérant, depuis au moins sept jours. Le service gestionnaire de ce matériel indique n'avoir pas été informé de cet écart avant qu'il ne soit signalé par les inspecteurs.

17. Je vous demande de m'indiquer les raisons de ce dysfonctionnement et d'y remédier.

Les inspecteurs ont examiné la fiche de non-conformité SAE/06/487 relative à un retrait d'un régime effectué dans un état du réacteur inadéquat et qui aurait conduit à une indisponibilité de groupe 1 si l'intervention n'avait pas pris le retard qui a finalement conduit à la réalisation de l'intervention dans l'état du réacteur initialement prévu. Les inspecteurs ont noté avec étonnement que cette non-conformité n'avait pas donné lieu à une fiche d'analyse de déclaration d'événement (FADE), voire de déclaration d'un événement significatif pour la sûreté auprès de l'ASN.

18. Je vous demande de me faire part de votre position sur le sujet, au vu du guide de l'ASN du 21/10/05 relatif aux modalités de déclaration des événements significatifs des incidents et notamment le critère 3 de déclaration des événements significatifs pour la sûreté des réacteurs à eau sous pression qui concerne « le non-respect des STE ou événement qui aurait pu conduire à un non-respect des STE si le même événement s'était produit, l'installation s'étant trouvée dans un état différent ».

Les inspecteurs ont constaté que, suite aux travaux liés au PAI, le clapet coupe-feu 2 JSN 0906 QP situé entre les locaux NA 0981 et NA 0904 à 15,40 m était maintenu en position normale « fermée » dans la mesure où il assure la sectorisation entre deux volumes de feu de sûreté (VFS) de voies électriques différentes. Cette position du clapet provoque une alarme permanente jaune sur le coffret 2 JDT 412 CR à laquelle les rondiers ne prêtent plus aucune attention.

Une situation similaire a pourtant été traitée différemment sur les sites du palier CPY où des portes coupe-feu maintenues en position normale « ouverte » entre VFS de voies électriques différentes, pour des raisons de transfert de ventilation, ne génèrent pas une alarme permanente.

19. Je vous demande de m'indiquer, en relation avec vos services centraux, des pistes d'amélioration qui pourraient être apportées à vos installations pour qu'un matériel en position normale d'exploitation ne provoque pas une alarme permanente et par voie de conséquence banalisée.

Au cours de l'inspection, plusieurs écarts ont été relevés par les inspecteurs qui n'avaient pas été détectés par votre organisation ou pour lesquels les inspecteurs ne partagent pas la méthode de traitement en regard du référentiel applicable.

A titre d'exemple, on pourra retenir :

- non prise en compte de l'incertitude de mesure associée à un critère du groupe A d'un essai périodique (cf. demande n°A20) ;
- non respect de la méthode de discrimination des groupes inhérente à l'essai de manœuvrabilité des grappes (cf. demande n°A21) ;
- écart relatif au contrôle technique des comptabilisations des situations de la chaudière vis-à-vis des arrêtés ministériels des 10/11/1999 et 10/08/1984 (cf. demande n°A11) ;
- deux écarts distincts par rapport aux exigences du chapitre IX concernant la réalisation d'un essai périodique sur le système d'alimentation en eau des générateurs de vapeur référencé ARE 82 (cf. demandes n°A5 et A30) et la réalisation d'un essai périodique sur le système de refroidissement à l'arrêt ;
- deux sorties de domaine de fonctionnement autorisé (cf. demande n°B12) ;
- génération volontaire d'une indisponibilité de groupe 1 sans autorisation de dérogation de la part de l'ASN (cf. demande B7 portant sur un écart similaire) ;
- non traitement d'une alarme associée à des équipements concourant à la protection de l'environnement (cf. demande B16).

Ces écarts ont, depuis, fait l'objet d'une déclaration d'événement significatif (sûreté ou environnement selon le cas) à l'ASN.

D'autres écarts, dont le traitement suscite des interrogations de la part des inspecteurs, vous ont été signalés pendant l'inspection. On pourra citer à titre d'exemple :

- FNC référencée SAE 06/487 : retrait d'un régime de consignation dans le mauvais état de tranche qui aurait potentiellement pu générer une indisponibilité du groupe 1 (SSPA3). Cet écart paraît pouvoir correspondre au critère 3 de l'annexe 6 du guide du 21/10/2005 : cf. demande B18 ;
- les aléas techniques rencontrés lors de l'ouverture directe de la cuve pendant l'arrêt de la tranche 1 en février 2006 : cf. demande n° B22.

20. Ces écarts, mal diagnostiqués ou traités à un niveau inadéquat, doivent vous amener à vous interroger sur votre capacité de détection et de traitement des écarts par rapport aux règles générales d'exploitation. Je vous demande de me faire part de vos réflexions en ce sens et des conclusions que vous en tirez en matière d'organisation et de management.

IV. Autres

La note d'analyse d'exhaustivité de l'essai périodique du système RRI indique que quatre robinets (dont les organes RRI 091 et 092 VN) font l'objet d'un test d'étanchéité toutes les 1500 manœuvres. Il est également indiqué que le contrôle de l'érosion des diaphragmes du système RRI est réalisé par le suivi fréquent des débits et des températures. Il a été indiqué aux inspecteurs que ces suivis et tests ne sont pas réalisés. Une incohérence documentaire avec les prescriptions nationales de maintenance serait à l'origine de ces manquements.

21. Je vous demande de questionner vos services centraux afin de déterminer précisément quels sont les essais périodiques et les activités de maintenance à réaliser sur ces matériels afin de garantir l'état des diaphragmes et robinets.

Lorsque le réacteur est en arrêt pour intervention et non suffisamment ouvert (API NSO), les mesures de la marge à la saturation (ébulliomètre) doivent être disponibles. Les spécifications techniques d'exploitation (STE) autorisent dans un *nota* à ne pas appliquer cette exigence en phase d'ouverture directe cuve (où le débranchement des thermocouples du RIC est physiquement nécessaire pour permettre la mise en place de la machine de serrage et de desserrage des goujons de cuve).

Or le 2 février 2006, à l'occasion de l'arrêt du réacteur n°1, vous avez éprouvé des difficultés dans la réalisation de l'ouverture directe cuve, qui vous ont conduit à prolonger l'état API NSO alors que l'ébulliomètre était indisponible (câbles des thermocouples débranchés). Vous avez finalement choisi de procéder à l'ouverture du trou d'homme du pressuriseur pour rejoindre l'état d'arrêt pour intervention suffisamment ouvert (API SO).

L'analyse préalable à la prise de cette décision met en évidence une définition nécessaire de la conduite à tenir en cas d'incident pendant cette phase des travaux.

Vous n'avez pas fait de retour d'expérience formel de ce transitoire vers les services centraux du parc nucléaire d'EDF.

22. Je vous demande de me préciser :

- si les analyses menées en préalable à la décision d'ouverture du trou d'homme du pressuriseur, et les risques identifiés qui en découlent, nécessitaient la mise en place d'une consigne temporaire de conduite en salle de commande ;
- de procéder à un retour d'expérience de ce transitoire vers vos services centraux ;
- d'analyser ce transitoire en terme d'écart au référentiel d'exploitation.

L'application informatique d'aide à la consignation (AIC) ne permet pas de créer des liens avec des documents élaborés à l'occasion de la pose de DMP tels l'analyse de risques ou la demande de régime impliquant un DMP. Certains de ces documents élaborés avant la première pose semblent même être par la suite détruits. Par exemple, l'analyse de sûreté ayant conduit à autoriser la pose du DMP 1 LKN 001 TB n'a pu être fournie lors de l'inspection

23. Je vous demande de me fournir l'analyse de sûreté ayant conduit à autoriser la pose du DMP 1 LKN 001TB.

Les inspecteurs ont noté au cours de leur visite des installations qu'en cas d'incendie, l'application de la Fiche d'action incendie (FAI) DVC 003 FI sur le secteur de feu de sécurité (SFS) L0881 demandait au rondier de 1^{ère} intervention de raccorder la manchette entre le réseau de distribution d'eau incendie JPI et la rampe d'aspersion de DVC 003 FI avant d'aller à la rencontre avec le Chef des secours de l'équipe de 2^{ème} intervention. Cette intervention nécessite un outillage non présent sur place et dont les rondiers ne sont généralement pas dotés.

24. Je vous demande d'étudier l'opportunité de raccorder la manchette entre JPI et la rampe d'aspersion de DVC 003 FI et de la gérer, le cas échéant, par un DMP ou une condamnation d'exploitation, pour diminuer le temps d'application de cette FAI et permettre l'engagement plus rapide de l'équipe de 2^{ème} intervention.

Les inspecteurs ont visité l'espace entre enceintes (EIE) du réacteur n°2. Ils ont constaté, au niveau du sas d'accès NA 829, un décollement du joint assurant la jonction entre les murs et le plafond. Ils ont identifié une fuite avec un début de cristallisation sur un bouchon radio localisé en point bas de l'EIE, à 324° environ, sur une tuyauterie non repérée située à proximité d'une ligne du système d'injection de sécurité (RIS). Ils ont noté que le matériel d'auscultation de l'enceinte (EAU) TP/DTG 307 n'avait pas été équipé de son capot de protection. Enfin, des écoulements significatifs, ayant marqué le béton, étaient visibles au niveau des traversées T 81, T82 ou T83.

25. Je vous demande de m'indiquer les suites qui ont été apportées à ces observations.

Les inspecteurs ont noté, dans les couloirs ou locaux attenants à la salle de conduite du BAN, que des modifications avaient été apportées aux trémies de ventilation ou aux clapets du système de ventilation du BAN (DVN), par exemple au clapet 2 DVN 208 VA. Ces modifications consistent en l'ajout de tôles rivetées ou la condamnation totalement ou partiellement ouverte de certains clapets. De plus, ces registres ou bouches de ventilation DVN ne sont pas équipés de grilles de protection (exemple du local NB 0744).

26. Je vous demande de m'indiquer les motifs de ces modifications, le processus de validation qui les a accompagnées et les raisons de l'absence de grille de protection sur les registres ou bouches de ventilation du système DVN.

Les inspecteurs ont noté la présence d'un régime d'exploitation datant du 20 mars 1990 pour assurer la consignation de la traversée 2 EPP 041 dans le local RB 0605.

27. Je vous demande de justifier la présence d'un régime d'exploitation aussi ancien.

C. Observations

1. Des traces de corrosion importantes ont été notées sur la vanne 2 TEP 127 VV.
2. Il a été noté l'utilisation d'outillages inappropriés lors de l'intervention réalisée le 5 décembre 2006 sur le coffret JDT du local 2 NA 0735.
3. De nombreux éclairages défaillants ont été observés dans l'espace entre enceintes et dans la galerie de précontrainte de l'enceinte de confinement de la tranche 2.
4. Un début de corrosion a été observé sur les capots protégeant les câbles de précontrainte, sur environ 15% de la circonférence de la galerie.
5. Lors de la manipulation de résines APG en face de l'entrée DI 82 du BAN tranche 2, un tracteur et sa remorque se sont garés en couvrant la totalité d'une zone hachurée en stationnement interdit et réservée aux véhicules d'intervention incendie. Les agents présents ignoraient la signification et l'usage de ce Point de Regroupement des Secours (PRS).
6. Lors de leur visite en salle de commande du réacteur n°1 le 4 décembre au soir, les inspecteurs ont relevé que la consigne temporaire de conduite (CTC) concernant le suivi de l'inétanchéité de la ligne d'injection de l'accumulateur RIS 304 BA requiert un suivi de l'évolution de ce débit de fuites lors de chaque essai périodique (EP) de démarrages des pompes RIS moyenne pression mais que le relevé du débit de fuite concernant l'essai du 25/09/2006 n'était pas reporté dans le tableau de suivi de la CTC.
7. Les inspecteurs ont noté que le service « essais » n'utilisait pas encore le module « préventif » (PRV) de l'application SIGMA pour la programmation des essais périodiques dont il a la responsabilité mais utilisait le logiciel EXCEL qui n'offre pas les mêmes performances. Ce point a été identifié par le service Qualité Sécurité Prévention des Risques.
8. L'intégration du référentiel prescriptif repose sur l'utilisation de la base action (outil informatique Lotus) dont la configuration devrait permettre de mieux garantir le respect des exigences de l'arrêté du 10/08/84. Cet outil favorise le dialogue technique entre le service ingénierie et projets (SIP) et les métiers mais ne met pas suffisamment en évidence le traitement des écarts et les actions de contrôle et de vérification. Globalement, l'organisation complexe mise en place n'apporte pas de garantie que les boucles de rattrapage d'erreurs individuelles soient réellement opérantes.
9. Les inspecteurs constatent que de nombreuses gammes d'essais périodiques du chapitre 9 des Règles Générales d'Exploitation sont modifiées de façon manuscrite, ce qui ne constitue pas une bonne pratique.
10. L'exemple de la non anticipation de l'exigence de conformité des pièces de rechange aux versions des codes applicables met en évidence l'absence de veille réglementaire dans les domaines de la maintenance du CPP et des CSP. Les actions correctives couvertes par la FNC 2006/830 et concernant la tranche 2 auraient ainsi pu être étendues à la tranche 1.

11. Les inspecteurs ont noté la bonne prise en compte, sur le terrain, de la DT 123 permettant de palier le défaut de signalétique des disjoncteurs 6,6 kV de nouvelle génération type LF2/LF3, tout en regrettant qu'une seule fiche LOTUS ait été créée dans la base de données de suivi d'actions pour deux actions à échéance différente dont une à échéance « immédiate ».
12. Les inspecteurs ont noté, comme point fort, la mise en place d'un système de gestion unique par l'application informatique d'aide à la consignation (AIC) des DMP sur le site. A contrario, ils s'interrogent sur l'intérêt de suivre la mise en place des condamnations administratives S4 au travers de quatre supports différents (cahier de quart du bureau de consignation, AIC, classeur spécifique de suivi des S4 et classeur des retraits temporaires de condamnations) alors que le suivi des décondamnations temporaires, pourtant prévu par la prescription 5.2 de la DI 077 sur le cahier de quart du CED n'est, quant à lui, pas toujours réalisé.
13. Les inspecteurs ont noté favorablement que les gammes de contrôle ultime avant changement d'état du réacteur (ECU) avaient fait l'objet d'une refonte complète.
14. Les inspecteurs ont noté que vous avez identifié comme bonne pratique l'acte de dédier un opérateur du service conduite à la réalisation des essais périodiques complexes.
15. Les inspecteurs ont apprécié le document de suivi des essais physiques par les agents de conduite. Cette bonne pratique est à partager sur le site.
16. Les inspecteurs ont apprécié la maîtrise de l'outil ORLI par les agents.
17. L'utilisation de fiches de communication afin d'informer les différents services de l'impact de nouvelles STE est apparue comme une bonne pratique.
18. Les inspecteurs ont noté plusieurs non-qualités dans le remplissage des fiches de constat et des fiches de non-conformité : parties non renseignées, visas absents...

Copies externes :

- IRSN/DSR

Copies internes :

- Collège
- DIR
- DCN
- DEP
- Division de Châlons-en-Champagne
- Division de Lyon
- Division d'Orléans